

## СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ Ю<sub>1</sub> ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЯНВАРЬ 2019 ГОДА

### *Дмитрий Анатольевич Новиков*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

### *Светлана Александровна Павлова*

АО «Новосибирскнефтегаз», Россия, 630004, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, главный специалист по геологии Аппарат управления нефтепромыслом, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

### *Дмитрий Юрьевич Кузнецов*

АО «Новосибирскнефтегаз», Россия, 630004, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, Ведущий специалист по РМ, e-mail: KuznetsovDY@novng.ru

### *Федор Федорович Дульцев*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

### *Анатолий Витальевич Черных*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

### *Светлана Владимировна Рыжкова*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты анализа геолого-промысловой информации с целью оценки текущего состояния разработки нефтяной залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского месторождения по состоянию на январь 2019 года. Основной объект разработки находится на III стадии добычи нефти. В настоящее время общий фонд скважин залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составляет 175 единиц, из них 134 действующих. Ежемесячный объем закачки воды в систему поддержания пластового давления достигает 100 тыс. м<sup>3</sup>, а добычи жидкости около 170 тыс. м<sup>3</sup> при средней обводненности добывающих скважин 63 %. К настоящему времени в пределах залежи сформировалось сложно построенное гидродинамическое поле, в котором депрессионные зоны закономерно трассируют ряды добывающих скважин, а пьезомаксимумы – нагнетательных.

**Ключевые слова:** разработка, гидродинамический режим, обводненность, подтоварные воды, горизонт Ю<sub>1</sub>, Верх-Тарское нефтяное месторождение, Западная Сибирь.

## STATUS OF THE $J_1$ RESERVOIR PRODUCTION OF THE VERKH-TARKA OIL FIELD BY JANUARY 2019

### *Dmitry A. Novikov*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University, 1, Pirogov St., Novosibirsk, 630090, Russia, Associate Professor of General and Regional Geology and Geology of Petroleum Fields Departments, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

### *Svetlana A. Pavlova*

JSC Novosibirskneftegaz, 21/1 (2), Lenin St., Novosibirsk, 630004, Russia, Chief Specialist in Geology, Oilfield Management, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

### *Dmitry Yu. Kuznetsov*

JSC Novosibirskneftegaz, 21/1 (2), Lenin St., Novosibirsk, 630004, Russia, Leading Specialist in FD, e-mail: KuznetsovDY@novng.ru

### *Fedor F. Dultsev*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher of Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

### *Anatoly V. Chernykh*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher of Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

### *Svetlana V. Rizhkova*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher of Laboratory of Geology of Oil and Gas in West Siberia; Novosibirsk State University, 1, Pirogov St., Novosibirsk, 630090, Russia, Associate of the Geology of Petroleum Fields Department, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

The results of the analysis of geological field information in order to assess the current state of development of the  $J_1^1$  reservoir of the Verkh-Tarka oil field for of January 2019 are reported. The main object of development is at stage III of the fall in oil production. At present, the total well stock of the  $J_1^1$  reservoir is 175 units, of which 134 are active. The monthly volume of water injection into the FPM system reaches 100 thousand  $m^3$ , and liquid production is about 170 thousand  $m^3$  with an average water-cut of producing wells of 63 %. To date, within the deposit, a complex hydrodynamic field has been formed, in which the depressive zones regularly trace the rows of production wells, and the piezoelectric maximums - injection wells.

**Key words:** production, hydrodynamic regime, watering, bottom water,  $J_1$  reservoir, Verkh-Tarka oil field, West Siberia.

Каждое нефтяное месторождение проходит определенный жизненный цикл, состоящий из нескольких характерных этапов. Фильтрация флюидов в пористых средах представляет собой сложное явление, которое не может быть описано в такой же явной форме, как течение флюидов в трубах. Мож-

но относительно легко измерить диаметр и длину трубы, и рассчитать ее пропускную способность как функцию давления. Однако в пористых средах фильтрационное течение отличается тем, что здесь отсутствуют явные линии тока, с помощью которых можно было бы сделать соответствующие измерения [1-3].

Современные методы нефтегазопромысловой гидрогеологии базируются на многих теоретических положениях естествознания. Ныне результаты промысловых гидрогеологических и гидрохимических исследований начинают все более и более широко использоваться для анализа и контроля разработки месторождений нефти и газа. Это связано не только с практическими выгодами такого мониторинга, но и с его высокой информативностью, обеспеченной геохимической сущностью техногенеза, способностью пластовых вод выступать в качестве индикатора совокупных техногенных воздействий, и его значимостью для оценки состояния окружающей среды и природных вод. Краеугольное положение в теоретическом базисе гидрогеохимического мониторинга занимает литогидрогеохимическая концепция, развитие которой было заложено в трудах Н.М. Страхова, А.А. Карцева, П.П. Тимофеева, В.Н. Холодова, А.А. Махнача, С.Л. Шварцева и других. Применительно к вопросам нефтегазовой гидрогеологии это направление получило свое развитие в работах А.А. Карцева, А.Н. Дмитриевского, В.Д. Порошина, В.В. Муляка, Н.А. Поповой и других исследователей [4-7]. С начала поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири накоплен огромный фактический материал. По исследуемому региону результаты изучения разных аспектов гидрогеологии нефтегазоносных отложений, в том числе верхнеюрских, рассмотрены авторами ранее [8-18].

Верх-Тарское нефтяное месторождение расположено в северной части Новосибирской области (рис. 1) на юге Западно-Сибирской плиты, в пределах Межовского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение находится в 340 км к северо-западу от Новосибирска и в 120 км к северу от г. Куйбышев и является самым крупным в Новосибирской области. Оно приурочено к Верх-Тарской локальной структуре, выявленной сейсморазведкой МОВ в 1968-1969 гг. Поисковое бурение на Верх-Тарской площади было начато в 1970 г. Первооткрывательницей месторождения явилась поисковая скв. 1, заложенная в своде структуры. Таким образом, 1970 г. является годом открытия месторождения. На месторождении выявлено две залежи нефти в НГГЗК (по Е.Е. Даненбергу и А.Э. Конторовичу зона контакта отложений палеозоя и мезозоя или разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта) и Ю<sub>1</sub> (верхняя юра). Пласт Ю<sub>1</sub> является основным продуктивным пластом и объектом разработки. Запасы нефти по состоянию на 1998 г. составляли: по категории С<sub>1</sub> (геологические/извлекаемые) 50,990/24,475 млн т, по категории С<sub>2</sub> – 7,75/3,72 млн т. Введено в разработку в 1994 году путем периодической эксплуатации разведочных скважин с последующим вывозом нефти автоцистернами. Правами на пользование недрами на тот момент обладало ОАО «Новосибирскнефтегаз». В 2001 году согласно протоколу ЦКР № 2743

от 04.10.2001 г. месторождение разрабатывалось в соответствии с «Дополнение к уточненной технологической схеме разработки Верх-Тарского месторождения». В 2006 г. была утверждена «Технологическая схема разработки Верх-Тарского нефтяного месторождения». По состоянию на 01.01.2009 г. был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского месторождения», который был утвержден Федеральным Агентством по недропользованию (Протокол № 18/48 от 06.02.2009 г.).



Рис. 1. Обзорная карта района исследований:

1 – административные границы; месторождения: 2 - нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – газоконденсатные и газовые; 5 – местоположение Верх-Тарского нефтяного месторождения.

В настоящее время акционерное общество «Новосибирскнефтегаз» (АО ННГ) входит в состав АО «НК «Нефтиса». С 2017 года управление АО «ННГ» было передано ООО ПИТ «СИБИНТЭК» по договору управления. По состоянию на 01.01.2018 г. запасы нефти составляют: по категориям А + В<sub>1</sub> (геологические/извлекаемые) – 39,980/10,898 млн т, по категории В<sub>2</sub> – 1,180 / 0,489 млн т [19].

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> к настоящему времени практически полностью разбурена эксплуатационными скважинами. Общий фонд скважин на январь 2019 года составляет 175 единиц, из них 134 действующих (рис. 2). Добывающий фонд представлен 84 скважинами: 54 действующих, 25 наблюдательных и 5 простаивающих. Нагнетательный фонд обеспечивающий работу системы поддержания пластового давления (ППД) насчитывает 91 скважину: 29 действующих, 26 наблюдательных и 36 простаивающих.

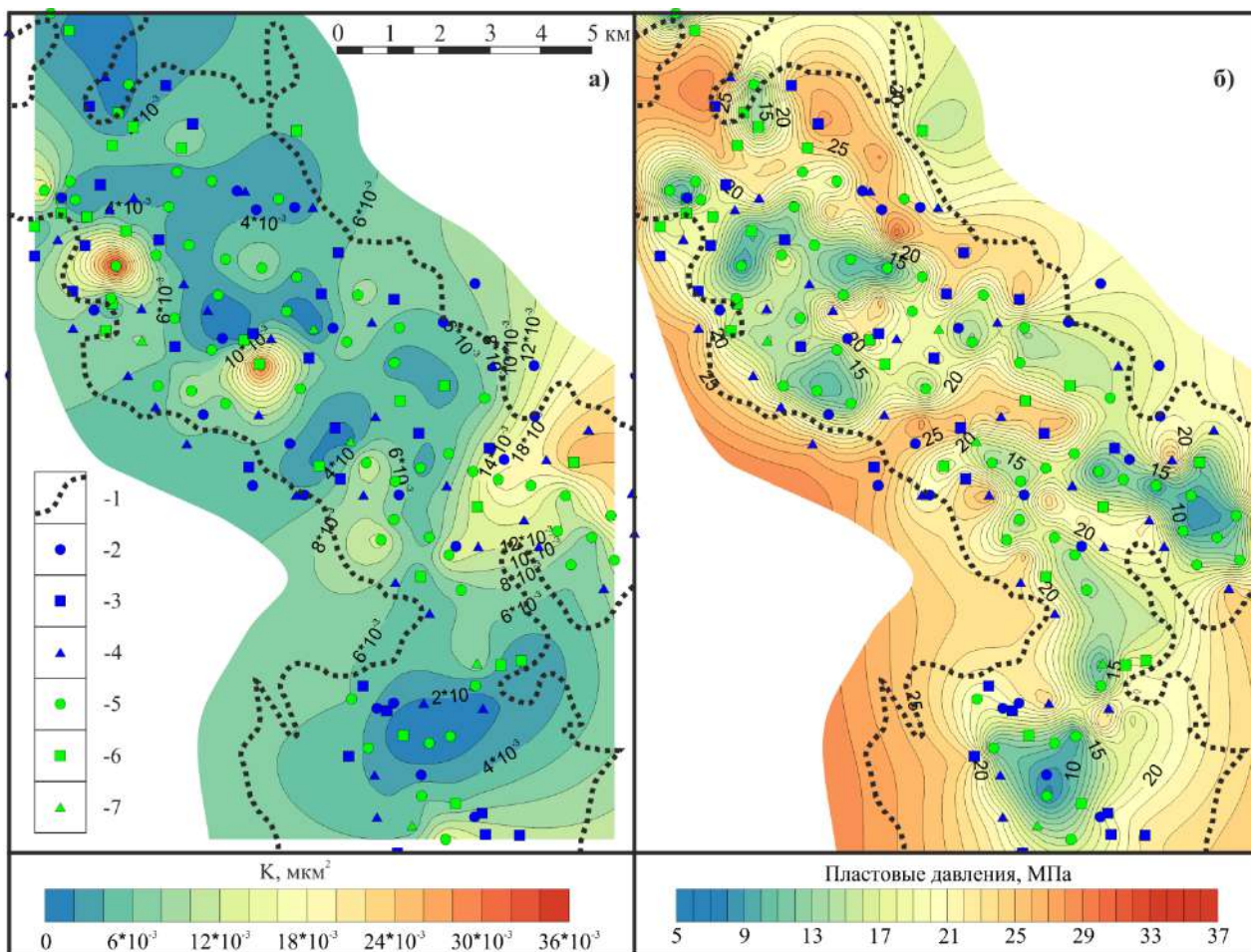


Рис. 2. Карта проницаемости песчаников (а) и изобар (б) залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского нефтяного месторождения по состоянию на январь 2019 года:

1 – контур залежи; скважины нагнетательные: 2 – работающие, 3 – наблюдательные, 4 – простаивающие; скважины добывающие: 5 – работающие, 6 – наблюдательные, 7 – простаивающие

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников горизонта Ю<sub>1</sub> отличаются большой анизотропией. Значения коэффициента проницаемости изменяются в диапазоне от  $1 \cdot 10^{-3}$  до  $36 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Очаги с повышенными ФЕС выявлены в центральной и восточной части залежи (см. рис. 2, а). Приемистость нагнетательных скважин системы ППД также отличается большой изменчивостью и составляет от 11 до 940 м<sup>3</sup>/сут при среднесуточной величине по залежи 3300 м<sup>3</sup>/сут или около 100 тыс. м<sup>3</sup> в месяц.

К настоящему времени в пределах залежи сформировалось сложно построенное гидродинамическое поле, в котором депрессионные зоны закономерно трассируют ряды добывающих скважин, а пьезомаксимумы – нагнетательных. Характер распределения пластового давления по площади нефтяной залежи отражен на карте изобар по состоянию на январь 2019 года. В целом, пластовые давления по отдельным блокам разрабатываемой залежи варьируют от 5 до 37 МПа

(см. рис. 2, б). Пластовые давления по добывающим скважинам составляют от 6,5 МПа до 27 МПа при среднем значении 15 МПа. Нагнетательный фонд эксплуатируется при пластовых давлениях до 30,5 МПа при средней величине 22 МПа. Для контроля за разработкой залежи в периферийных зонах, в центральной части, на северном и южном участке месторождения расположены наблюдательные скважины, по которым регулярно проводятся замеры давлений (51 скважина на январь 2019 г.).

Рассмотрим кратко добычные характеристики залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Зоны развития песчаников с повышенными ФЕС закономерно трассируют области добывающих скважин с высокими дебитами. По состоянию на январь 2019 года дебиты жидкости по действующему фонду варьируют от 8 до 279 м<sup>3</sup>/сут (рис. 3, а), дебиты нефти изменяются в интервале 1-35 т/сут, а попутного газа 63-4162 м<sup>3</sup>/сут. Месячная добыча жидкости составила около 170 тыс. м<sup>3</sup> при средней обводненности продукции добывающих скважин 63 %. В целом, по залежи степень обводненности нефти изменяется от первых % до 99-100 % (рис. 3, б). Наиболее обводненные зоны характеризуют центральные и восточные блоки разрабатываемой залежи.

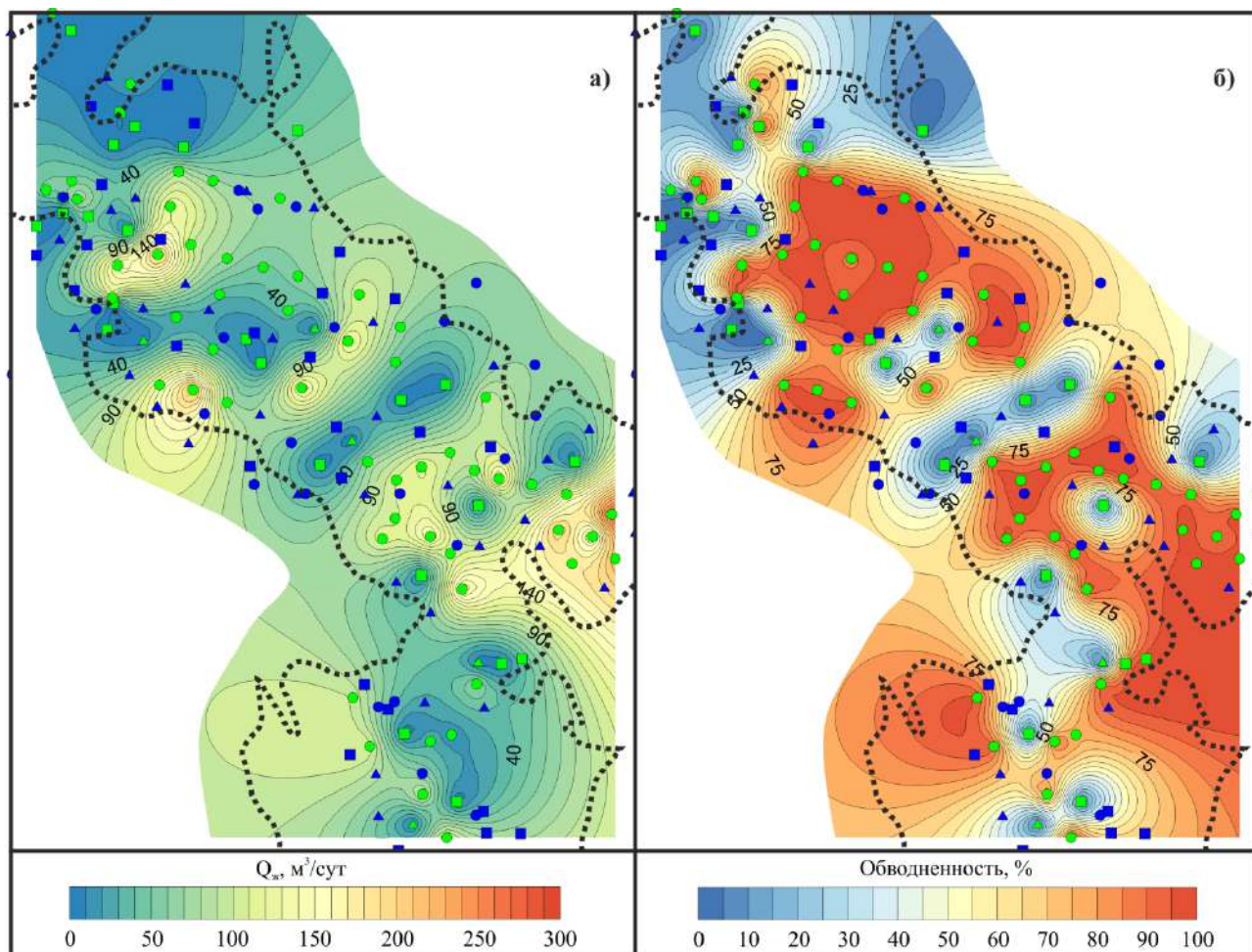


Рис. 3. Карта дебитов жидкости (а) и обводненности продукции залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского нефтяного месторождения по состоянию на январь 2019 года  
Условные обозначения см. рис. 2

Проведенный экспресс анализ имеющихся геолого-промысловых материалов показал, что основной объект разработки Верх-Тарского нефтяного месторождения – залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> находится на III стадии (падающей) добычи нефти.

*Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 18-45-540004 и 19-45-540006.*

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 608 с.
2. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
3. Ахмед Т., МакКинли П.Д. Разработка перспективных месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2010. – 550 с.
4. Дмитриевский А.Н., Карцев А.А., Попова Н.В. Использование литогидрогеохимических исследований для прогнозирования коллекторов нефти и газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 205 с.
5. Карцев А.А., Дмитриевский А.Н., Порошин В.Д. Использование результатов литогидрогеохимических исследований при поисках нефти и газа (на примере Припятского прогиба и некоторых регионов Сибирской платформы). – М.: ВИЭМС, 1989. – 34 с.
6. Порошин В.Д., Муляк В.В. Методы обработки и интерпретации данных при контроле разработки нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 220 с.
7. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенберг Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И. Гидрогеохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Геос, 2007. – 245 с.
8. Новиков Д.А. Характер равновесий в системе вода - газ на примере палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2008. IV Междунар. науч. конгр.: сб. материалов в 5 т. (Новосибирск, 22–24 апреля 2008 г.). – Новосибирск: СГГА, 2008. - Т. 5. – С. 84-89.
9. Захаров С.Б., Новиков Д.А. Особенности водных ореолов рассеяния углеводородных залежей в пределах палеозойского комплекса Томской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 9–16.
10. Садыкова Я.В., Новиков Д.А. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 1. – С. 18-25.
11. Новиков Д.А. Оценка современного состояния нефтегазоносной системы по результатам изучения водно-газовых равновесий (на примере палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири) // Отечественная геология. – 2015. – № 3. – С. 7-15.
12. Новиков Д.А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3 (719) . – С. 12-17.
13. Водные ореолы рассеяния палеозойских залежей углеводородов в пределах южных районов Обь-Иртышского междуречья / Ф.Ф. Дульцев, Д.А. Новиков, А.В. Черных, С.В. Рыжкова // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по

подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием), 2018 г. – Новосибирск: ИПЦ НГУ. – С. 183-189.

14. Изучение газогенерирующих процессов методами моделирования водно-газовых равновесий (на примере южных районов Обь-Иртышского междуречья) / Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, А.Е. Шохин // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием), 2018 г. – Новосибирск: ИПЦ НГУ. – С. 327-332.

15. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области / Д.А. Новиков, С.В. Рыжкова, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С.69-76.

16. Результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах нефтегазоносных отложений Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, А. Е. Шохин, С. В. Юдин, Н. А. Ефимцев, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XIV Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2018. Т. 1. – С. 77–84.

17. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д.А. Новиков, С.В. Рыжкова, Ф.Ф. Дульцев., А.В. Черных, К.В. Сесь, Н.А. Ефимцев, А.Е. Шохин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С.39-54.

18. О природе гидрогеохимических аномалий в Межовском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области) / Я.В. Садыкова, М.А. Фомин, А.С. Глазунова, Ф.Ф. Дульцев, К.В. Сесь, А.В. Черных // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 45-54.

19. <https://www.novng.ru/production/deposits/> обращение к ресурсу 2019.02.20.

© Д. А. Новиков, С. А. Павлова, Д. Ю. Кузнецов,  
Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Рыжкова, 2019